



DELIBERATION N° 2021-177

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juin 2021 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Réunion) et la société Saint-Benoît Energies Vertes (SBEV), pour une centrale d'une puissance de 2,28 MWe valorisant par cogénération du biogaz issu de la méthanisation de vinasses, située à La Réunion

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE commissaires.

En application des dispositions du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), le 29 avril 2019, d'un projet de contrat d'achat conclu entre la société EDF et la société Saint-Benoît Energies Vertes (ci-après « le Producteur »). Ce contrat porte sur l'achat de l'électricité produite par une centrale d'une puissance de 2,28 MWe valorisant du biogaz issu de la méthanisation de vinasses par cogénération sur le site de Beaufonds, accolée à la Distillerie Rivière du Mât (DRM) à La Réunion.

Pour les besoins de l'instruction, des éléments complémentaires ont été demandés au producteur par les services de la CRE. Après de nombreux échanges, les derniers éléments ont été fournis le 25 janvier 2021.

La présente délibération porte décision de la CRE s'agissant de l'évaluation de la compensation relative à ce projet de contrat.

1. CONTEXTE, COMPETENCES ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Contexte réglementaire

En application des articles L. 121-6 et L. 121-7 du code de l'énergie, en matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public intégralement compensées par l'Etat comprennent notamment, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental « *les surcoûts d'achats d'électricité, hors ceux mentionnés au a, qui, en raison des particularités des sources d'approvisionnement considérées, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité. Ces surcoûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter* ».

A cet effet, le II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie prévoit que « *le projet de contrat d'achat d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. (...) la Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de cette Commission, par arrêté (...). La Commission de régulation de l'énergie notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier complet, le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation* ».

Dans un souci de transparence et pour faciliter l'instruction des projets, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté le 23 avril 2015 une méthodologie visant à préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire en vigueur les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement de régulation des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées

(ZNI) et portés par les fournisseurs historiques ou faisant l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte. Cette méthodologie a fait l'objet de plusieurs modifications.

Après avoir organisé une consultation publique du 7 mai au 1^{er} juillet 2020 afin de recueillir les avis des différents acteurs, la CRE a adopté, par sa délibération du 17 décembre 2020¹, une nouvelle méthodologie d'examen des projets de production en ZNI (ci-après « la méthodologie production »). La CRE applique cette méthodologie à chaque projet de contrat, projet de protocole interne ou projet d'avenant faisant l'objet d'une délibération portant évaluation du coût normal et complet à compter de sa date de publication.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production d'électricité situées dans les ZNI, dont fait partie La Réunion, est désormais déterminé selon les modalités prévues par l'arrêté du 6 avril 2020². En application de cet arrêté, la CRE a proposé à la ministre en charge de l'énergie, par sa délibération du 25 février 2021³, une prime de 150 points de base liée à la nature du projet. L'arrêté du 23 avril 2021⁴ fixe à 8,50 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour ce projet.

1.2 Saisine de la CRE et objet du projet de contrat

En application des dispositions du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par EDF SEI le 29 avril 2019 du projet de contrat d'achat conclu entre la société EDF et la société SBEV.

Le projet d'installation est constitué d'un atelier de méthanisation qui sera alimenté par des effluents de la distillerie DRM et d'un atelier de cogénération d'électricité et de chaleur utilisant le biogaz produit, d'une puissance électrique nette de 2,3 MW.

Cette installation s'ajoute à un premier méthaniseur construit en 2011 par DRM, lequel permet déjà à la distillerie de traiter et valoriser près de la moitié de ses effluents : le biogaz produit par ce premier méthaniseur alimente la chaudière de la distillerie en substitution à du fioul domestique.

Le projet porté par la société Saint-Benoît Energies Vertes (SBEV) permet ainsi le doublement de la production de biogaz, la valorisation de la totalité du biogaz produit sous forme de production d'électricité et de chaleur, et la réduction de l'impact environnemental de DRM en traitant l'intégralité de ses effluents. La vapeur produite par l'unité de cogénération sera valorisée au niveau de la distillerie, en substitution d'une partie de la vapeur actuellement produite par sa chaudière, ce qui viendra également diminuer son empreinte environnementale. Enfin, la réalisation du projet SBEV devrait permettre de réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) du territoire de l'ordre de 5 700 tonnes de CO₂ chaque année⁵.

Le projet de contrat d'achat d'électricité porte sur une durée de 25 ans à partir de la mise en service de l'installation.

2. ANALYSE DE LA CRE

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie susmentionnée d'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées adoptée par la CRE le 17 décembre 2020.

2.1 Cohérence du projet avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie

Ce projet s'inscrit dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie de La Réunion (PPE Réunion), en date du 12 avril 2017⁶, qui fixe un objectif de capacité de production électrique à partir de méthanisation de 6 MW supplémentaires en 2023 par rapport à fin 2015.

¹ Délibération n° 2020-319 du 17 décembre 2020 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEWf

² Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 février 2021 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet d'installation de méthanisation et cogénération utilisant le biogaz produit, porté par Saint-Benoît Energies Vertes et situé à La Réunion

⁴ Arrêté du 23 avril 2021 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet d'installation de méthanisation et cogénération utilisant le biogaz produit, porté par Saint-Benoît Energies Vertes et situé à La Réunion

⁵ Cette estimation comprend les émissions évitées par la production électrique du projet SBEV, sous l'hypothèse que celle-ci se substitue à de la production thermique sur l'île, ainsi que les émissions évitées par le remplacement du fioul par du biogaz dans la chaudière de DRM.

⁶ Décret n° 2017-530 du 12 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de La Réunion

La CRE s'est également assurée de l'inscription du projet dans le projet de révision de la PPE Réunion, approuvé par le Conseil Régional de cette collectivité, dans sa délibération du 25 novembre 2020⁷, qui revoit cet objectif à 2,1 MW supplémentaires en 2023 par rapport à 2018. Cet objectif est cohérent avec l'exploitation de l'installation prévue par SBEV : en effet, l'exploitation de l'unité de cogénération sera déterminée par le fonctionnement amont de la distillerie : ainsi, selon le type de rhum produit, la puissance nette injectée sera comprise entre 0,9 et 1,7 MW.

2.2 Analyse des coûts exposés

La rémunération du Producteur se décompose en une part fixe, la prime de production garantie (ci-après la « PPG »), et une part variable, le prix proportionnel de l'énergie (ci-après le « PPE »).

La PPG rémunère les capitaux immobilisés au taux de rémunération fixé par l'arrêté du 23 avril 2021 et compense les amortissements, les coûts fixes d'exploitation, le besoin en fonds de roulement (BFR) et les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER). Elle est versée en fonction de l'atteinte d'un objectif de production. Des recettes viennent également en déduction de la PPG. Le PPE couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation.

La compensation est complétée d'une rémunération des immobilisations en cours (IEC) supportées pendant la phase de développement et de construction et d'une prime fixe négative, correspondant à la restitution des subventions et crédits d'impôts perçus après la mise en service industrielle.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour justifier ses coûts d'investissement et d'exploitation.

2.2.1 Coûts d'investissement

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'investissements exposés par le Producteur dans son dossier de saisine. L'enveloppe de coûts est composée de l'investissement dans un deuxième atelier de méthanisation (composé d'un méthaniseur et d'une tour de traitement de biogaz par désulfuration), d'une unité de centrifugation des boues et d'un atelier de cogénération d'électricité et de vapeur à partir du biogaz produit.

La CRE s'est assurée que les fournisseurs et prestataires retenus pour ces différents lots ont été sélectionnés après une mise en concurrence en bonne et due forme.

Le projet a été dimensionné afin de répondre aux besoins de la distillerie DRM, en termes de traitement de vinasses, d'approvisionnement en chaleur et doit s'adapter à son plan de production (cf. paragraphe 2.2.3). Dès lors, et compte tenu de l'observation que DRM aurait dû, en l'absence de l'installation de ce méthaniseur, trouver une solution pérenne de traitement de ses effluents, le périmètre de coûts couverts par le projet SBEV a été adapté. La CRE a demandé de déduire de l'assiette d'investissement le montant associé aux coûts d'une solution alternative de traitement des vinasses, afin que seuls les coûts relatifs à la part « énergie » du projet soient pris en compte.

Le projet a fait l'objet de demandes de subventions et d'avantages fiscaux (crédits d'impôts, fonds FEDER, subvention de la Région et de l'ADEME), dont une partie sera perçue après la mise en service de l'installation. Les aides à l'investissement perçues avant la mise en service de l'installation viennent en déduction de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération. La partie de l'aide à l'investissement dont la perception est prévue après la mise en service industrielle de l'installation est prise en compte sous la forme d'une prime fixe négative qui s'applique à partir de la date prévisionnelle de perception de l'aide et ce jusqu'à la fin du contrat, selon les modalités décrites dans la méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020.

L'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération fait l'objet d'une révision au cours de l'année suivant la mise en service industrielle de l'installation, selon les modalités décrites dans la méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020. Le montant et la date de perception des aides à l'investissement prévisionnelles sont également modifiés au moment de cette révision et au plus tard six mois après la date effective de perception de l'aide, pour les aides perçues après la mise en service.

2.2.2 Rémunération des immobilisations en cours (IEC)

En application de l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020 qui prévoit que « *Les immobilisations en cours supportées en phase de construction sont rémunérées à hauteur de 30 % du taux de rémunération défini à l'article 1^{er}. Cette rémunération est versée au porteur de projet après la mise en service de l'installation* », les immobilisations en cours (IEC) supportées par le porteur de projet sont rémunérées sur une base annuelle selon les modalités définies dans la méthodologie de la CRE et précisées en annexe confidentielle. Comme précisé dans l'arrêté, la totalité de cette rémunération est versée en une fois, lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

⁷ Source : [raa_novembre_2020-volume-1.pdf \(regionreunion.com\)](#)

2.2.3 Coûts d'exploitation

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'exploitation exposés par le Producteur dans son dossier de saisine. Ces coûts sont de deux types : les coûts fixes et les coûts variables d'exploitation.

Les coûts fixes d'exploitation sont couverts par une part de la PPG calculée sur la base des montants prévisionnels de charges fixes exposés par le Producteur. Ces coûts fixes comprennent les coûts de personnel (2 emplois dédiés à l'unité de méthanisation et 1,2 ETP pour la cogénération), les frais fixes de maintenance courante, les frais de fonctions « Support et achat » et les divers impôts et taxes).

La société SBEV s'appuiera sur les ressources existantes au niveau de la distillerie, qui affectera les personnels nécessaires au fonctionnement simultané des deux méthaniseurs, afin de bénéficier de synergies dans l'exploitation des installations.

Les coûts variables d'exploitation sont couverts par le PPE (prix proportionnel de l'énergie) calculé sur la base du montant prévisionnel de charges variables exposé par le Producteur. Les charges variables comprennent la couverture des coûts d'achat en combustible (correspondant au biogaz acheté ou vendu à DRM), les coûts des consommables, les frais de maintenance variables de moteurs et le coût de gestion des sous-produits (boues).

L'exploitation de l'unité de cogénération sera alignée sur celle de la distillerie, elle-même dépendante de la campagne sucrière. La production d'électricité débute ainsi entre début avril et mi-juin (selon niveau des stocks de mélasse et le programme de vente d'alcool) et se termine en décembre, période durant laquelle la distillerie est en fonctionnement. En particulier, deux modes de fonctionnement sont prévus selon le type de rhum produit par DRM, rhum léger et rhum traditionnel, conduisant à une puissance injectée comprise entre 0,9 et 1,7 MW. Chaque type de rhum produit la même quantité journalière de vinasses et produira donc la même quantité de biogaz mais leur production nécessite un besoin en vapeur spécifique pour la distillation, ce qui conduit à une affectation différente du biogaz vers la cogénération ou vers la chaudière de DRM et donc à une production d'électricité différente. Ainsi, pour la production de rhum léger, qui nécessite davantage de vapeur pour sa distillation, le biogaz produit par les deux méthaniseurs est principalement affecté à la production de vapeur par la chaudière de DRM, ce qui conduit à une production moins importante d'électricité par l'unité de cogénération.

La vapeur produite par l'unité de cogénération sera valorisée par la distillerie pour son processus de distillation, en substitution d'une partie de la vapeur actuellement produite par sa chaudière. Ainsi, les recettes issues de la vente de la vapeur produite par l'unité de cogénération à la distillerie seront déduites de la PPE.

Le contrat d'achat devra prévoir une clause d'audit des coûts d'exploitation de la centrale conforme aux modalités définies par la CRE dans sa méthodologie production du 17 décembre 2020.

2.3 Mécanisme d'incitation à la disponibilité

La méthodologie production du 17 décembre 2020 prévoit que le montant de la compensation est accompagné d'un régime de bonus-malus incitant les producteurs à respecter leur objectif de disponibilité ou de production, en fonction du type d'installation.

Dans le cas du projet SBEV, un objectif de production a été défini dans la mesure où la production d'électricité de l'unité de cogénération dépend de l'exploitation de la distillerie, notamment la quantité d'alcool produite par la distillerie, et du type de rhum. L'objectif de production repose sur un volume d'alcool contractuel et des coefficients de transfert, pour chaque type de rhum, léger (CL) et traditionnel (CT), permettant de traduire la quantité d'électricité produite en fonction des volumes d'alcool produits par DRM.

Toute variation de la production d'électricité par rapport à l'objectif de production contractuel sera associée à un bonus/malus appliqué à la prime fixe (PPG). Une bande de tolérance autour de l'objectif de production a été introduite dans le contrat afin de tenir compte du risque associé aux aléas d'approvisionnement en mélasses, dépendant en partie de la filière canne et des aléas climatiques à la Réunion.

Le système de bonus-malus incite ainsi le producteur à maintenir l'approvisionnement de ses méthaniseurs et donc l'approvisionnement en mélasses de la distillerie, au travers du volume contractuel d'alcool, et à optimiser son procédé industriel pour maximiser ses fonctions de transfert et donc l'électricité produite.

Compte tenu de l'incertitude sur les fonctions de transfert, le contrat initial prévoyait une révision de leurs valeurs à l'issue de la première campagne de distillation puis tous les 5 ans sur la base des valeurs réelles constatées. Afin de limiter ces ajustements dans le temps et d'inciter le producteur à maximiser sa production, la CRE a demandé d'introduire un plancher afin de limiter la révision de ces coefficients : ces révisions ne pourront pas mener à des coefficients inférieurs aux valeurs contractuelles initiales, définies en annexes.

2.4 Analyse de l'impact sur les charges de service public de l'énergie et sur les émissions de CO₂

Les charges de service public de l'énergie prévisionnelles liées à la mise en œuvre du contrat ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale estimée à 7,3 GWh. Compte tenu de sa dépendance à un process industriel, le projet SBEV présente un faible facteur de charge, amplifiant le coût de production d'électricité. Toutefois son inscription sur le site de DRM génère un double intérêt environnemental.

Le projet porté par SBEV permet en effet de réduire l'impact environnemental de la distillerie en traitant d'une part l'intégralité de ses effluents et en fournissant d'autre part de la vapeur, venant se substituer à une partie de la vapeur actuellement produite par sa chaudière fonctionnant au fioul. La réalisation du projet SBEV devrait ainsi permettre de réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) du territoire de l'ordre de 5 700 tonnes de CO₂ chaque année⁸.

Le surcoût d'achat d'électricité lié au projet SBEV, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie, devrait représenter de l'ordre de 29,5 M€ courants sur la durée du contrat de 25 ans, soit en moyenne 1,2 M€ par an.

⁸ Cette estimation comprend les émissions évitées par la production électrique du projet SBEV, sous l'hypothèse que celle-ci se substitue à de la production thermique sur l'île, ainsi que les émissions évitées par le remplacement du fioul par du biogaz dans la chaudière de DRM.

DECISION DE LA CRE

En application des articles L. 121-7 et R 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 29 avril 2019 par EDF SEI d'un projet de contrat établi entre la société EDF et la société Saint-Benoît Energies Vertes pour l'achat de l'électricité produite par une installation de méthanisation et cogénération à La Réunion, d'une puissance électrique nette de 2,3 MW.

Conformément aux dispositions de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique situées dans les ZNI, après transmission par la CRE de sa délibération du 25 février 2021 portant proposition de prime, la ministre en charge de l'énergie a fixé, par un arrêté du 23 avril 2021, le taux de rémunération pour ce projet à 8,50 %.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par les parties pour évaluer le coût de production normal et complet du projet.

Sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération et de la conformité du contrat aux modalités prévues dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF SEI au titre du contrat d'achat conclu avec le Producteur seront compensées.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et le Producteur et transmise à la ministre de la transition écologique, au ministre des Outre-mer, au ministre de l'économie, des finances et de la relance ainsi qu'au Préfet de La Réunion. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 17 juin 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO